Ressources naturelles Canada
Natural Resources Canada

Potentiel d'atténuation au moyen de la bioénergie : raffinage des émissions déplacées de sources thermiques et électriques en Colombie-Britannique

C. Howard et C. Smyth

Service canadien des forêts
Centre de foresterie du Pacifique

Rapport d'information BC-X-442

Canada

Ressources naturelles Canada
Natural Resources Canada

Potentiel d'atténuation au moyen de la bioénergie : raffinage des émissions déplacées de sources thermiques et électriques en Colombie-Britannique

C. Howard et C. Smyth

Service canadien des forêts, Victoria (Colombie-Britannique)

Ressources naturelles Canada
Service canadien des forêts
Centre de foresterie du Pacifique
Rapport d'information BC-X-442

2018

Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, représentée par le ministre de Ressources naturelles Canada, 2018
N° de cat. : Fo143-2/442F-PDF
ISBN 978-0-660-25721-1

Une version en format PDF de cette publication est disponible à partir du site des Publications du Service canadien des forêts : http//scf.rncan.gc.ca/publications.

This publication is available in English under the title *Bioenergy Mitigation Potential: Refining Displaced Emissions from British Columbia's Heat and Electricity Production*

Le contenu de cette publication peut être reproduit en tout ou en partie, et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnels ou publiques, mais non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d'avis contraire.

On demande seulement :

- de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l'exactitude du matériel reproduit;
- d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et l'organisation qui en est l'auteur;
- d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par Ressources naturelles Canada, et que la reproduction n'a pas été faite en association avec Ressources naturelles Canada ni avec l'appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de Ressources naturelles Canada. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec Ressources naturelles Canada à nrcan.copyrightdroitdauteur.rncan@canada.ca.

Imprimé sur du papier recyclé Imprimé au Canada

Table des matières

Remerciements 5

Résumé 6

1. Introduction 7

2. Méthodes 8

2.1 Amélioration de la répartition spatiale des sources d'énergie 8

2.2 Prévisions des sources électriques fondées sur le niveau de taxe carbone 9

2.3 Potentiel d'atténuation 9

3. Résultats 9

3.1 Raffinage de la répartition spatiale du mélange de carburant 10

3.2 Mélange électrique prévu selon le niveau de taxe carbone 11

3.3 Potentiel d'atténuation 12

4. Réflexion 12

5. Conclusions 13

Références bibliographiques 14

Figures

Figure 1. Quantité cumulative d'émissions électriques déplacées d'ici à 2050, selon le type de carburant de l'analyse originale et de l'analyse sur le raffinage spatial 10

Figure 2. Quantité cumulative d'émissions thermiques déplacées d'ici à 2050, selon le type de carburant de l'analyse originale et de l'analyse sur le raffinage spatial 10

Figure 3. L'écart entre les émissions évitées (Mt en éq. CO_2) figurant dans l'analyse originale et l'analyse sur le raffinage spatial 11

Figure 4. Émissions électriques globales déplacées, selon le type de carburant de l'analyse originale, de l'analyse sur la haute taxe carbone et de l'analyse sur la taxe carbone actuelle 11

Figure 5. Émissions électriques globales déplacées, selon le type de carburant de l'analyse originale, de l'analyse sur la haute taxe carbone et de l'analyse sur la taxe carbone actuelle 11

Figure 6. L'écart entre les émissions évitées (Mt en éq. CO_2) du scénario sur la haute taxe carbone (gauche), du scénario sur la taxe carbone actuelle (droite) et de l'analyse originale 12

Figure 7. Potentiel d'atténuation cumulé (2017-2050) de l'analyse originale, des résultats du raffinage spatial lié à la demande en énergie et des résultats des deux scénarios sur la taxe carbone 12

Figure 8. Les installations choisies au moyen du modèle PL en vue de maximiser les émissions évitées dans chaque scénario, y compris les installations thermiques, de cogénération et de production électrique, tant petites, moyennes que grandes 12

Tableaux

Tableau 1. Intensité des émissions émanant des carburants générant de l'électricité, tirée de l'analyse originale et de Lyseng et autres, 2016 9

Tableau 2. Quantité annuelle d'émissions déplacées de sources électriques et thermiques, d'électricité exportée, d'émissions évitées, et la moyenne du facteur de déphasage dans les UAF pour chaque analyse de scénario 10

Remerciements

Nous sommes très reconnaissants envers Greg Rampley (Service canadien des forêts), qui a élaboré le modèle de programmation linéaire original et qui nous a gentiment transmis son code. Nous tenons également à remercier Werner Kurz et les membres du groupe de travail chargé de la comptabilisation du carbone, qui nous ont appuyés dans cette analyse; Jeff English et Victor Keller (membres du groupe Integrated Energy Systems de l'Université de Victoria), qui nous ont fourni des estimations sur différents types de carburants selon divers scénarios sur la taxe carbone; Ken Porter (Climate Action Secretariat, de la Colombie-Britannique); Hurrian Peyman (ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique); Victor Keller et Bruno Gagnon (Service canadien des forêts), qui nous ont apporter de judicieux conseils. Enfin, cette étude était financée par l'entremise du Programme de recherche et de développement énergétiques et du Pacific Institute for Climate Solutions dans le cadre du Forest Carbon Management Project (projet de gestion du carbone forestier).

Résumé

Dans une étude nationale antérieure, l'on s'est penché sur le potentiel d'atténuation avec de la bioénergie produite par la combustion des résidus de récolte. Dans la présente étude, l'on examine la façon dont les émissions déplacées estimatives en Colombie-Britannique peuvent évoluer au moyen de la bioénergie, en comparaison avec l'étude antérieure, si l'on raffine la répartition spatiale du mélange de carburant utilisé, ainsi que la demande en énergie. Le raffinage spatial des carburants pour l'ensemble de la province s'est traduit par un plus haut potentiel d'atténuation, ce qui relevait de la plus forte demande provenant des installations industrielles des régions peu peuplées. Nous avons également évalué la façon dont une haute taxe carbone pourrait possiblement influer sur le potentiel d'atténuation avec la bioénergie, en utilisant les prévisions liées aux sources de carburant et à la demande en énergie d'un autre modèle de future taxe carbone. Lorsque comparé à l'étude nationale antérieure, ce scénario se traduit par un moins grand potentiel d'atténuation, ce qui repose sur le passage du mélange de carburant prévu à un autre à plus faibles émissions. Cette analyse démontre que l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie en Colombie-Britannique a le potentiel d'atténuer la façon dont les changements climatiques influent sur le secteur forestier, grâce à la réduction des émissions de carbone, surtout lorsque l'on a recours aux résidus de récolte pour répondre à la demande en énergie des installations industrielles de l'ensemble de la province.

1. Introduction

Compte tenu de l'objectif ambitieux de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 17 % sous le niveau de 2005, d'ici à 2020 et de 30 % d'ici à 2030, (Environnement Canada 2014a; gouvernement du Canada, 2015), nous devons prendre des mesures pour atténuer les effets des changements climatiques anthropiques au Canada. Les forêts canadiennes peuvent y jouer un rôle par l'entremise de stratégies portant sur l'aménagement forestier et sur la façon dont la société utilise les produits ligneux (Smyth et autres, 2014). Comme les forêts abondent en Colombie-Britannique, et que l'on vise l'ambitieux objectif de réduire les émissions de GES de 80 % sous le niveau de 2007, d'ici à 2050 (province de la Colombie-Britannique, 2007), le fait d'accroître l'atténuation et l'adaptation dans le secteur forestier, pourrait réduire les effets négatifs liés aux changements climatiques (Lemprière et autres, 2008).

Les projets forestiers axés sur l'atténuation des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) peuvent comprendre la conservation, le piégeage et le stockage accrus et la substitution (Nabuurs et autres, 2007). Par le truchement d'analyses sur l'effet cumulatif des réservoirs de carbone dans l'écosystème forestier, l'utilisation du bois, le stockage des produits ligneux récoltés, et les avantages d'avoir recours au bois au lieu qu'à d'autres produits ou sources d'énergie, l'on peut estimer le potentiel d'atténuation des stratégies sur l'utilisation du bois, en ayant recours à des perspectives d'avenir comme point de comparaison (Smyth et autres, 2014). En ce qui concerne la substitution du bois, l'on se demande si le fait de remplacer les combustibles fossiles ou les produits dérivés de ces derniers (Lasocki 2001; Gustavsson et autres, 2006; Lees et autres, 2015) par de la biomasse forestière, serait une bonne stratégie d'atténuation. Cela comprend l'utilisation de produits ligneux récoltés qui stockent le carbone, mais qui permettent de limiter la consommation de matériaux de construction à forte intensité d'émissions, comme le béton ou l'acier, ou l'utilisation de la biomasse forestière pour produire de l'énergie, mais qui permet de limiter l'utilisation de carburants à forte intensité d'émissions, comme le charbon ou le mazout (Werner et autres, 2010). La biomasse forestière utilisée pour produire de la bioénergie peut provenir d'un approvisionnement de biomasse spécialisée ou de la collecte de résidus de récolte (Stennes et autres, 2010). Dans une étude nationale de Smyth et autres, 2017a, l'on s'est penché sur le potentiel d'atténuation au Canada, en utilisant de la bioénergie produite par la combustion de résidus de récolte. Au moyen d'une approche de facteur de remplacement (Schlamadinger et Marland, 1996; Smyth et autres, 2017b), pour calculer les émissions évitées lorsque les combustibles fossiles sont remplacés par de la bioénergie, dans Smyth et autres, 2017a, l'on a eu recours à un modèle d'optimisation pour choisir le type, la taille et le nombre d'installations bioénergétiques qui pourraient être construites pour produire de la chaleur ou de l'électricité, ou les deux, dans 502 unités d'aménagement forestier (UAF) partout au Canada. Les résultats démontrent que dans les régions où l'on consomme beaucoup d'énergie, où suffisamment de résidus de récolte sont disponibles et où les combustibles fossiles engendrent une haute intensité d'émissions, le recours aux résidus de récolte comme bioénergie a permis d'atténuer les émissions de GES. Cependant, dans les régions possédant une grande quantité de résidus de récolte, mais où la demande en énergie est plus faible, le facteur de remplacement était faible puisque l'on a converti le surplus de résidus en électricité et l'on a donc présumé qu'ils déplaçaient les émissions relativement faibles du réseau électrique. Les données des réseaux électriques en dehors de la Colombie-Britannique ne cadraient pas dans cette analyse et ne sont donc pas pris en compte dans les calculs.

L'ampleur des émissions déplacées est liée à l'intensité des émissions provenant de la source de carburant déplacée (Cintas et autres, 2015; Cleary et Caspersen, 2015). Dans Smith et autres, 2017a (ci-après l'analyse originale), l'on suppose que la demande électrique et thermique régionale pour chaque UAF était établie en fonction de la population régionale et d'une moyenne provinciale par habitant quant à l'utilisation d'énergie, avec des ajustements quant au choix des sources d'énergie utilisées dans les collectivités éloignées. Cette méthode évoque l'hypothèse simplificatrice voulant que l'utilisation de l'énergie industrielle soit directement proportionnelle à la population. Cependant, les centrales thermiques classiques ne se trouvent pas toujours dans des régions peuplées, mais aussi dans des régions éloignées où se trouve la ressource (p. ex., le pétrole et le gaz ou l'exploitation minière). De plus, la Colombie-Britannique est caractérisée par une vaste gamme de latitude en matière de température, ce qui pourrait accroître les émissions par habitant dans les régions plus froides. Si la répartition spatiale du mélange de carburant et de la consommation d'énergie de l'ensemble de la province était raffinée, il se pourrait que dans l'analyse originale, l'on ait pu surestimer ou sous-estimer le potentiel d'atténuation en Colombie-Britannique.

Une deuxième possible source d'incertitude étudiée dans cette recherche, est la perspective des émissions émanant des combustibles fossiles (EECF) associées à la future production électrique. La taxe carbone sur les EECF en Colombie-Britannique est actuellement établie à 30 $ en éq. TCO_2 (province de la Colombie-Britannique, 2008), avec de possibles futures augmentations d'appoint. Une telle taxe pourrait aussi favoriser l'utilisation de la bioénergie et accroître la demande pour de l'énergie renouvelable (Timilsina et autres, 2011; Allan et autres, 2014), ou diminuer la quantité d'émissions émanant des carburants riches en carbone pouvant être déplacée. Par conséquent, l'incidence globale de la taxe pourrait faire en sorte que le potentiel d'atténuation augmente ou diminue. Dans English et autres, 2017, l'on a estimé l'incidence qu'aurait la taxe carbone sur les carburants produisant de l'électricité en Alberta et en Colombie-Britannique, et l'on a élaboré des scénarios d'avenir sur la production électrique.

Le premier objectif de cette étude était le raffinage de la répartition spatiale des combustibles fossiles, par l'entremise des données communautaires sur l'utilisation des combustibles (ministère de l'environnement de la Colombie-Britannique 2014), et des renseignements sur l'emplacement des grands émetteurs industriels (Environnement Canada, 2015). Nous avons estimé le potentiel d'atténuation pour chaque UAF en fonction de la répartition raffinée. Le deuxième objectif était d'alterner les scénarios futurs en électricité selon le haut et le bas niveau de taxe carbone et d'estimer leur incidence sur le potentiel d'atténuation. Nous avons testé les trois hypothèses suivantes sur le raffinage des émissions déplacées en Colombie-Britannique :

1. Le raffinage de la répartition spatiale de la demande en énergie accroîtra le potentiel d'atténuation qu'offre l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie, puisque la demande industrielle en énergie augmentera dans les UAF peu peuplées, mais qui ont une haute capacité bioénergétique (c.-à-d. le raffinage accru donne lieu à de plus grandes possibilités de remplacement des combustibles fossiles au niveau régional).

2. L'adoption d'une haute taxe carbone en Colombie-Britannique diminuera le potentiel d'atténuation lié à l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie, puisque l'intensité des émissions des carburants remplacés sera plus faible (c.-à-d. les données de base sur une future haute taxe carbone auront déjà permis de réduire les émissions fossiles par l'entremise de mesures incitatives de remplacement des carburants, ce qui réduit les possibilités d'atténuation disponibles).

3. Le remplacement des sources énergétiques utilisées, en raison d'une haute taxe carbone, influera davantage sur le potentiel d'atténuation que le raffinage de la répartition spatiale des sources d'énergie utilisées et de la demande en énergie.

2. Méthodes

Dans l'analyse originale, l'on démontre les avantages d'utiliser des résidus de récolte comme bioénergie partout au Canada, au moyen de l'approche des systèmes à multiples éléments, y compris la dynamique du carbone de l'écosystème forestier, le combustible bioénergétique local, les avantages du remplacement dans le secteur de l'énergie et le suivi des produits ligneux récoltés. Dans la présente analyse, nous ne prenons en compte que la Colombie-Britannique où de nouvelles données sur l'utilisation des combustibles sont disponibles depuis peu.

Dans l'analyse originale, l'on compare les émissions de carbone émanant des sources d'énergie fossile aux émissions émanant de la bioénergie de neuf différentes installations où le remplacement de l'énergie fossile a été classé selon l'intensité des émissions. Une description détaillée des méthodes utilisées pour créer l'analyse originale, ainsi que des équations du facteur d'optimisation et de celui de déplacement figurent dans Smyth et autres, 2017b, mais ne sont que brièvement abordées ici. L'on a élaboré un modèle de programmation linéaire (PL) dans Microsoft Excel, qui a permis de maximiser le total des émissions évitées dans chaque UAF, en déterminant la combinaison optimale des installations bioénergétiques régionales pour la production thermique et électrique en fonction des résidus récoltés disponibles et de la demande en énergie des combustibles fossiles. L'on a transféré ce modèle au R Development Core Team 2015, pour faciliter l'utilisation et accélérer les calculs. Les extrants du modèle comprenaient les sources d'énergie déplacées, la configuration des installations bioénergétiques (taille, genre et nombre), les émissions évitées et les facteurs de déplacement. Nous avons tenu pour acquis que la population des UAF et des collectivités éloignées, ainsi que les résidus de récolte étaient les mêmes que dans l'analyse originale.

2.1 Amélioration de la répartition spatiale des sources d'énergie

Nous avons maintenu les mêmes données relatives à la demande annuelle en énergie pour le chauffage et l'électricité, et à la quantité de combustibles disponibles que celles de l'analyse originale; cependant, nous avons amélioré la répartition spatiale des carburants de la Colombie-Britannique, selon la consommation d'énergie rapportée par type de combustible à l'échelle de la communauté et l'emplacement des émetteurs industriels. Les données contenues dans le rapport Community Energy and Emissions Inventory (CEEI), indiquent la consommation d'énergie et les émissions de GES dans les communautés, y compris dans le transport, les immeubles et les déchets solides (ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique 2014). La série de données du Programme de déclaration sur les émissions de gaz à effet de serre (PDEGES), sont celles des installations qui émettent 50 kilotonnes ou plus de GES, en éq. CO_2, par année (Environnement Canada 2014b). Nous n'avons pas eu recours aux données de l'inventaire de GES de la Colombie-Britannique dans cette analyse, en raison de certaines lacunes au niveau de l'information géographique qui s'avéraient nécessaire au bon fonctionnement du modèle de PL. Même si les émissions émanant du transport et des déchets solides se trouvent dans les séries de données utilisées, elles ne figurent pas dans cette étude, puisque nous n'avons tenu compte que des sources de combustion fixe pour la production thermique et électrique. L'on a effectué une jointure spatiale à l'aide de l'ArcGIS 10.3.1[1], en vue d'évaluer la consommation d'énergie dans chaque UAF, tant du secteur commercial, industriel (petites, moyennes et grandes entreprises) que résidentiel.

Les données sur les grands émetteurs n'indiquent pas le mélange de carburant, mais ne tiennent compte que des émissions de CO_2. Pour évaluer la quantité d'énergie produite à partir de ces valeurs d'émissions, nous avons supposé un mélange de gaz naturel et d'électricité qui repose sur les données sur les installations industrielles contenues dans le rapport CEEI; c'est-à-dire, 47,95 % électriques et 52,05 % thermiques, comme le gaz naturel. Ainsi, l'énergie totale, tant électrique que thermique, pourrait être calculée ainsi :

$$\text{Énergie totale} = \frac{\text{Ind}}{0.4795\text{eei} + 0.5025\text{hei}},$$

où:l'énergie totale est en MWh; Ind représente les émissions industrielles, soit les kilotonnes en éq. CO_2; eei représente l'intensité des émissions émanant de l'électricité (variable par unité spatiale); et hei représente l'intensité des émissions thermiques (gaz naturel; 255 kg en éq. CO_2 MWh^{-1}). Comme il n'y avait pas de pipeline de gaz naturel dans les données de deux installations industrielles figurant dans le PDEGES, nous avons donc présumé que ces installations utilisaient du charbon.

En ce qui concerne les séries de données du rapport CEEI, le gaz propane figurait dans la liste, mais pas dans le mélange de

[1] Esri. 2015. Esri ArcGIS 10.3.1. Redlands, CA.

carburant utilisé dans l'analyse originale; nous avons donc inclus le gaz propane avec le mazout, puisqu'il présente une intensité d'émissions semblable (Smyth et autres, 2017a). Le mélange de carburant pour produire de l'électricité n'était pas précisé dans cette série de données, l'on a donc présumé que c'était le même que dans l'analyse originale. Les données sur la consommation d'électricité étaient réparties entre électriques et thermiques, en supposant que les deux tiers de la consommation électrique dans la province était destiné au chauffage, une supposition tirée de l'analyse originale.

2.2 Prévisions des sources électriques fondées sur le niveau de taxe carbone

Dans English et autres 2017, l'on prévoit la demande en électricité en Colombie-Britannique selon le type de carburant, ce qui se concrétiserait par l'entremise d'une haute taxe carbone hypothétique et de la taxe carbone actuelle. Pour le scénario sur la taxe carbone actuelle, l'on suppose que la taxe carbone actuelle de 30 $/t demeurerait la même jusqu'en 2060. Quant à la haute taxe carbone, elle débuterait au niveau actuel de 30 $/t et augmenterait graduellement jusqu'à 100 $/t en 2060. L'intensité de carburants particuliers était inférieure à celle de l'analyse originale pour le charbon et le gaz naturel (tableau 1), puisque l'on s'attend à ce que, grâce au progrès technologique, les génératrices utilisant ces carburants deviennent plus efficaces. L'on a établi le pourcentage de chaque carburant contenu dans le mélange de carburant générant de l'électricité, à partir de la moyenne de la demande en énergie pour chaque catégorie de carburant sur une période de 50 ans.

Dans English et autres, 2017, l'on n'a pas tenu compte des mazouts de chauffage; nous avons donc supposé qu'ils étaient les mêmes que dans l'analyse originale. L'actuelle taxe carbone en Colombie-Britannique pourrait favoriser la transition vers des mazouts de chauffage à plus faibles émissions, de sorte que cette supposition pourrait mener à une surestimation des émissions évitées. La valeur totale de la demande en électricité a été modifiée pour correspondre à la valeur publiée dans English et autres, 2017 (c.-à-d. maintenir les suppositions du modèle original de taxe carbone sur la façon dont une taxe carbone influerait sur la demande en énergie), et cette valeur a été attribuée à toutes les UAF dans une proportion égale à celle de l'analyse originale. La demande en électricité comprenait 33 % de la demande énergétique totale en Colombie-Britannique dans l'analyse originale, et 22 % dans le scénario sur une haute taxe carbone. Bien que cette supposition puisse influer sur les résultats de l'analyse, nous avons jugé important d'utiliser la valeur de la demande en électricité utilisée dans le modèle de taxe carbone, pour confirmer la validité des résultats du modèle.

2.3 Potentiel d'atténuation

Nous avons estimé les émissions déplacées cumulées entre 2016 et 2050, qui provenaient de la répartition spatiale raffinée liée à la demande en énergie et des carburants pour produire de l'électricité figurant dans les scénarios sur la haute taxe carbone et la taxe carbone actuelle. Nous avons ensuite utilisé les estimations sur les émissions évitées mises à jour pour réévaluer le potentiel d'atténuation cumulé, en ayant recours aux émissions du secteur figurant dans l'analyse originale. Nous avons également estimé l'atténuation cumulative en Colombie-Britannique et dans les UAF dont le potentiel d'atténuation était positif.

3. Résultats

Les résultats de notre analyse comprennent la quantité et le type d'émissions déplacées des carburant provenant du scénario sur le raffinage spatial, des scénarios sur la taxe carbone, et d'une comparaison du potentiel d'atténuation et des installations choisies dans ces scénarios. Nous présentons d'abord les résultats du raffinage de la répartition spatiale du mélange de carburant, puis ceux des prévisions quant au mélange de carburant pour produire de l'électricité selon le niveau de taxe carbone et, enfin, du potentiel d'atténuation découlant de chaque scénario.

Tableau 1. Intensité des émissions émanant des carburants générant de l'électricité, tirée de l'analyse originale et de Lyseng et autres, 2016. Seuls les combustibles fossiles sont pris en compte comme substitution et non les autres sources d'énergie (p. ex., hydro, biomasse existante, éolienne, solaire, nucléaire, géothermique).

Type de carburant	Intensité des émissions (kg en éq. CO_2/MWh)[a]	Type de carburant[b]	Intensité des émissions (kg en éq. CO_2/MWh)[c]
Charbon	1000	Charbon avec captage et stockage de carbone	109
Mazout et gaz propane	800		800
Diesel	800		800
Gaz naturel	450	Turbine à gaz à cycle combiné, et turbine à gaz à cycle combiné avec captage et stockage de carbone	187

[a] Smyth et autres, 2017a.
[b] Lyseng et autres, 2016.
[c] English et autres, 2017.

3.1 Raffinage de la répartition spatiale du mélange de carburant

Par rapport à l'analyse originale (tableau 2), la quantité totale des émissions déplacées de sources électriques au moyen de la bioénergie, était supérieure lorsque l'on avait recours au raffinage spatial de la demande. Le gaz naturel est le carburant ayant le plus d'émissions déplacées de sources électriques, tant dans l'analyse originale que dans celle sur le raffinage spatial. Une grande quantité d'électricité a été exportée vers le réseau dans l'analyse originale, alors que cette valeur était légèrement inférieure dans le scénario sur le raffinage spatial (figure 1). En comparant les deux scénarios, seuls environ deux tiers des émissions déplacées du gaz naturel dans le scénario sur le raffinage spatial l'ont été dans l'analyse originale. Cela démontre une augmentation des émissions déplacées des combustibles fossiles au niveau local, grâce au raffinage spatial du mélange de carburant et de la demande en énergie, ce qui a favorisé les possibilités de déplacement dans les UAF.

Le tableau 2 fournit des données sur la quantité globale d'émissions déplacées de sources thermiques dans l'analyse originale et dans celle sur le raffinage spatial. Le gaz naturel, le charbon, le coke de pétrole et le mazout (figure 2), sont les carburants avec le plus d'émissions thermiques déplacées dans l'analyse originale, alors que dans l'analyse sur le raffinage spatial, le mazout, suivi de près du gaz naturel, est le carburant avec le plus d'émissions de TWh déplacées. En comparant les deux scénarios, l'on constate que dans l'analyse originale, la quantité d'émissions déplacées du gaz naturel est semblable, alors que dans l'analyse sur le raffinage spatial, il y a davantage d'émissions déplacées à partir du mazout.

Le tableau 2 indique également les résultats de la quantité globale des émissions évitées et les facteurs de déphasage moyens de l'analyse originale et de l'analyse sur le raffinage spatial. Après le raffinage spatial, la zone d'approvisionnement forestier de Merritt (no 18), est l'UAF qui a connu la plus grande hausse en matière d'émissions évitées, soit de 0,33 Mt en éq. CO_2 (figure 3).

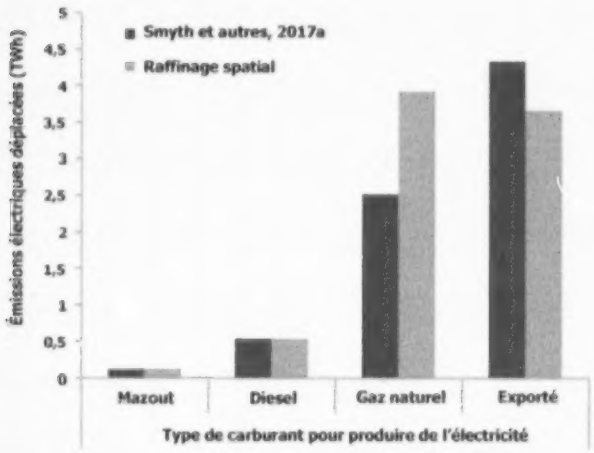

Figure 1. Quantité cumulative d'émissions électriques déplacées d'ici à 2050, selon le type de carburant de l'analyse originale et de l'analyse sur le raffinage spatial. L'électricité exportée d'une UAF permet de déplacer un mélange moyen de carburant alimentant un réseau électrique.

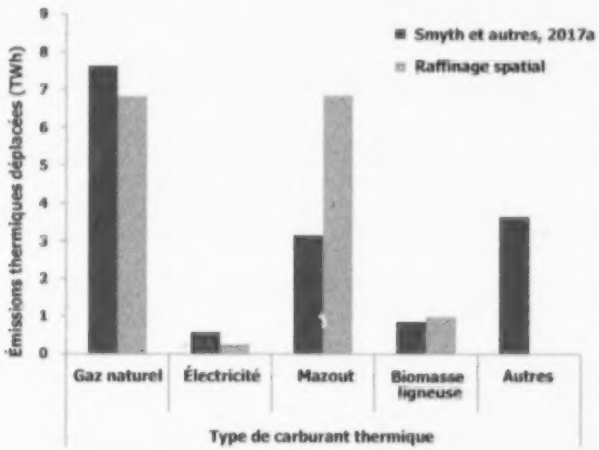

Figure 2. Quantité cumulative d'émissions thermiques déplacées d'ici à 2050, selon le type de carburant de l'analyse originale et de l'analyse sur le raffinage spatial. « Autres » comprend le charbon et le coke de pétrole.

Tableau 2. Quantité annuelle d'émissions déplacées de sources électriques et thermiques, d'électricité exportée, d'émissions évitées, et la moyenne du facteur de déphasage dans les UAF pour chaque analyse de scénario.

Scénario	Émissions électriques déplacées (TWh)	Électricité exportée vers le réseau (TWh)	Émissions thermiques déplacées (TWh)	Émissions évitées (Mt en éq. CO_2)	Moyenne du facteur de déphasage
Analyse originale	3,13	4,33	15,83	6,96	0,48
Raffinage spatial	4,57	3,66	14,92	7,23	0,44
Haute taxe carbone	0,16	5,46	17,7	5,27	0,34
Taxe carbone actuelle	0,21	5,41	17,7	5,29	0,34

La zone d'approvisionnement forestier de Williams Lake (no 29), a connu la plus grande diminution en matière d'émissions évitées (0,18 Mt en éq. CO_2). Dans cette UAF, il y a eu une baisse généralisée de la demande en raison du raffinage spatial et du nombre limité d'installations industrielles, ce qui a permis de réduire la demande en énergie, ainsi que les émissions déplacées des carburants à plus forte intensité. Dix-sept UAF ont connu une hausse du potentiel d'émissions évitées, alors que 57 UAF, ont eu une baisse du potentiel d'émissions évitées.

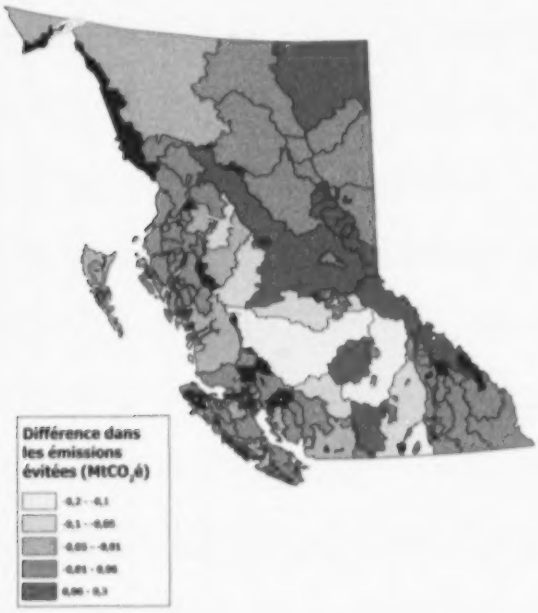

Figure 3. L'écart entre les émissions évitées (Mt en éq. CO_2) figurant dans l'analyse originale et l'analyse sur le raffinage spatial. Les régions en noir ne figuraient pas dans les prévisions d'atténuation.

3.2 Mélange électrique prévu selon le niveau de taxe carbone

La demande régionale en électricité est moins grande dans le scénario sur la haute taxe carbone, en raison de la substitution de carburant qui était prévu d'avance, et d'une moins forte intensité des émissions des combustibles fossiles, ce qui a permis de réduire les possibilités de déplacer les émissions des combustibles fossiles à l'échelle locale. Compte tenu de ces suppositions énergétiques, les résidus de récolte sont plus susceptibles d'être convertis en électricité et exportés à l'extérieur d'une UAF au moyen du réseau électrique. Par rapport à l'analyse originale, l'on a déplacé une moins grande quantité d'émissions provenant du gaz naturel et exporté beaucoup plus d'électricité (figure 4). Le tableau 2 indique la quantité globale d'émissions électriques déplacées dans l'analyse sur la haute taxe carbone et sur celle sur la taxe carbone actuelle. Dans les deux scénarios, aucune émission des carburants disponibles n'a été fréquemment déplacée et une plus grande quantité d'électricité a été exportée. En comparant les deux scénarios avec l'analyse originale, les scénarios présentent une diminution moyenne de 33 % des émissions déplacées du gaz naturel et une augmentation moyenne de 26 % de l'électricité exportée d'une l'UAF.

Le tableau 2 fournit les données sur la quantité globale d'émissions déplacées de l'énergie thermique dans l'analyse originale et dans les deux scénarios sur la taxe carbone. Dans l'analyse originale, la plus grande partie des émissions déplacées provenait du gaz naturel, suivi du charbon et du coke de pétrole avec environ la moitié des émissions énergétiques déplacées (figure 5). Dans les scénarios sur la taxe carbone, la plus grande partie des émissions déplacées provenait du gaz naturel. En comparant les deux scénarios, les émissions déplacées provenaient de carburants énergétiques semblables dans l'analyse originale et dans les scénarios sur la taxe carbone, mais le déplacement des émissions de chaque type de combustible était légèrement supérieur dans les scénarios sur la taxe carbone. Ce résultat était attendu puisque, dans les scénarios sur la taxe carbone, les carburants utilisés pour produire l'électricité étaient à faible intensité d'émissions.

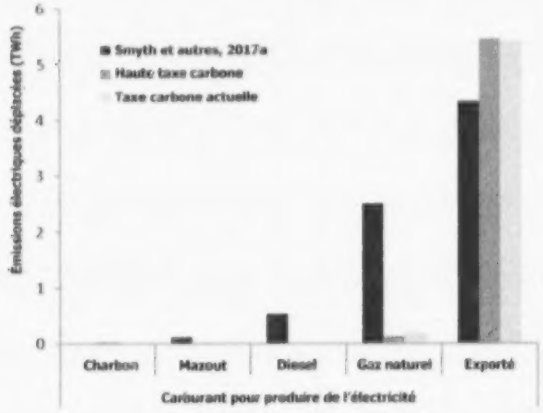

Figure 4. Émissions électriques globales déplacées, selon le type de carburant de l'analyse originale, de l'analyse sur la haute taxe carbone et de l'analyse sur la taxe carbone actuelle.

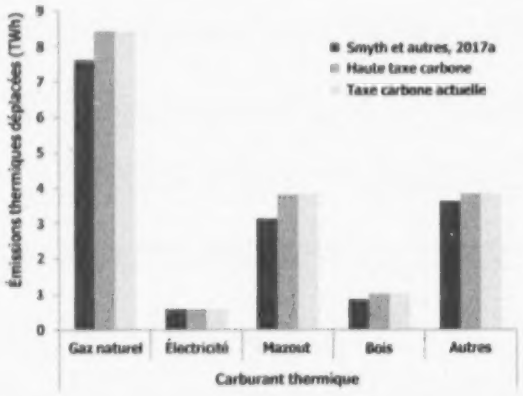

Figure 5. Émissions électriques globales déplacées, selon le type de carburant de l'analyse originale, de l'analyse sur la haute taxe carbone et de l'analyse sur la taxe carbone actuelle.

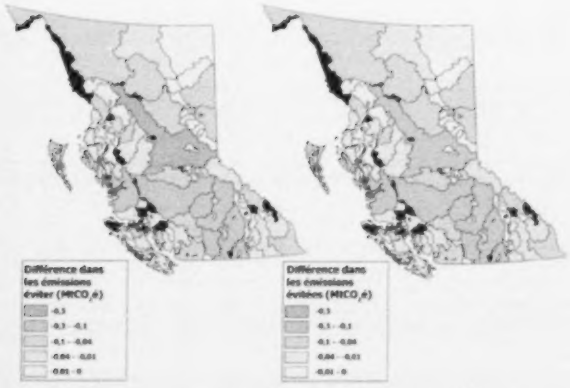

Figure 6. L'écart entre les émissions évitées (Mt en éq. CO_2) du scénario sur la haute taxe carbone (gauche), du scénario sur la taxe carbone actuelle (droite) et de l'analyse originale.

La quantité globale d'émissions évitées et le facteur de déphasage moyen étaient plus bas dans le scénario sur la haute taxe carbone et celui sur la taxe carbone actuelle que dans l'analyse originale (tableau 2). Par rapport à l'analyse originale, dans les scénarios sur la taxe carbone, les émissions évitées n'ont pas augmenté dans aucune des UAF de la Colombie-Britannique (figure 6).

C'est dans la zone d'approvisionnement forestier de Prince George (no 24) où le remplacement des carburants pour produire de l'électricité et la baisse de l'intensité des émissions émanant des carburants fossiles, ont donné lieu à la plus forte diminution des émissions évitées, soit de 186 et de 181 kt en éq. CO_2 dans le scénario sur la haute taxe carbone et celui sur la taxe carbone actuelle respectivement. Dans les deux scénarios, 74 UAF ont eu une diminution des émissions potentielles évitées.

3.3 Potentiel d'atténuation

Le potentiel d'atténuation cumulé dans chaque scénario était de 124 Mt en éq. CO_2 dans l'analyse sur le raffinage spatial, de 111 Mt en éq. CO_2 dans l'analyse originale, de 76 Mt en éq. CO_2 dans l'analyse sur la taxe carbone actuelle et de 75 Mt en éq. CO_2 dans l'analyse sur la haute taxe carbone (figure 7). Seule la contribution des UAF ayant une atténuation positive est incluse dans les prévisions d'atténuation de chaque scénario. Parmi les 92 UAF, 40 étaient positives dans l'analyse originale, 36 dans le scénario sur le raffinage spatial, 26 dans le scénario sur la taxe carbone actuelle et 26 dans le scénario sur la haute taxe carbone. Chaque scénario avait un fort pourcentage de chevauchement, soit 89 % des UAF dans le scénario sur le raffinage spatial et 100 % dans les deux scénarios sur la taxe carbone, soit le même que dans l'analyse originale.

La figure 8 indique les installations choisies au moyen du modèle de programmation linéaire (PL) pour maximiser les émissions évitées dans chaque scénario. Dans l'analyse originale et celle sur le raffinage spatial, l'on a le plus souvent eu recours à des installations de cogénération, alors que dans l'analyse sur la haute taxe carbone et celle sur la taxe carbone actuelle, l'on a plus souvent eu recours à des installations thermiques.

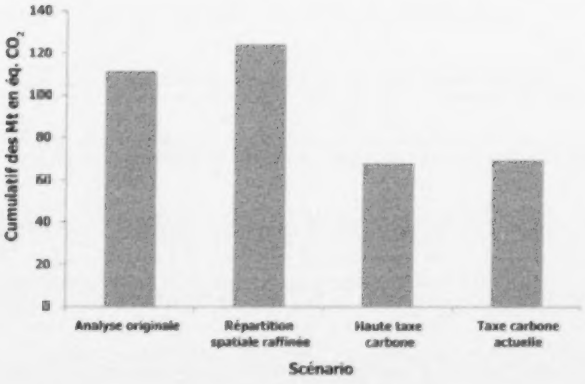

Figure 7. Potentiel d'atténuation cumulé (2017-2050) de l'analyse originale, des résultats du raffinage spatial lié à la demande en énergie et des résultats des deux scénarios sur la taxe carbone. Le potentiel d'atténuation cumulé ne comprend que la contribution des UAF ayant une atténuation positive.

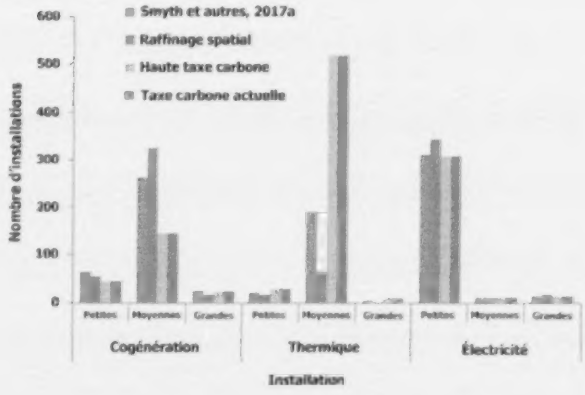

Figure 8. Les installations choisies au moyen du modèle PL en vue de maximiser les émissions évitées dans chaque scénario, y compris les installations thermiques, de cogénération et de production électrique, tant petites, moyennes que grandes.

4. Réflexion

Le but de cette analyse était de déterminer quelle serait l'incidence si l'on utilisait des résidus de récolte pour produire de la bioénergie en Colombie-Britannique, en raffinant la répartition spatiale des émissions des carburants et en envisageant d'autres solutions quant au mélange de carburant pour produire de l'électricité. Vu que l'on n'a pas tenu compte de la forte demande industrielle en matière d'énergie dans les régions peu peuplées dans l'analyse originale, la première de plusieurs hypothèses vérifiées est que le raffinage spatial du mélange de carburant en Colombie-Britannique favorise le potentiel d'atténuation lié à l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie. Notre analyse révèle que la quantité d'émissions évitées est supérieure dans le scénario sur le raffinage spatial que dans l'analyse originale, ce qui s'explique par davantage

d'émissions évitées dans les UAF peu peuplées, mais où la demande industrielle en énergie est plus grande. Par exemple, c'est dans la zone d'approvisionnement forestier de Merritt (no 18) où les émissions évitées ont le plus augmenté, soit une hausse d'à peu près 600 %, tant dans la demande thermique qu'électrique. Par conséquent, pour faire face à cette hausse de la demande, l'on a choisi plus d'installations thermiques et de cogénération dans cette région, ce qui a contribué à une hausse du facteur de déplacement régional de 0,35 à 0,93. Cinquante-huit pour cent de la demande en énergie de la région provenait des installations industrielles. Un autre changement notable est la hausse des émissions évitées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Dans la zone d'approvisionnement forestier de Fort Nelson (no 8), la demande globale en énergie a augmenté d'environ 2500 %, par conséquent, tout comme dans la zone Merritt, l'on a choisi plus d'installations thermiques et de cogénération. Le facteur de déplacement est passé de 0,31 à 0,83, et l'on estime que 98 % de la demande en énergie de la région provenait des installations industrielles.

La présence de résidus de récolte dans les régions à forte demande en énergie industrielle pourrait donner lieu à une symbiose industrielle sous forme d'installations de cogénération. Ces dernières peuvent donner la possibilité aux collectivités de réduire les émissions de GES, tout en offrant aussi une façon rentable de produire de l'électricité (Danesting et autres, 2007). La symbiose industrielle permet de jumeler deux industries ou plus, sans lien entre elles auparavant, et de créer une relation d'affaires profitable en partageant les ressources (Lombardi et autres, 2012); la présence de résidus de récolte non utilisés en Colombie-Britannique, pourrait permettre une production thermique et électrique plus efficace, tout en permettant de réduire les émissions de carbone (Martin et Eklund, 2011). Même si les installations de cogénération semblent prometteuses comme énergie renouvelable pour les communautés urbaines et peuvent réduire les émissions de carbone (Madlener et Vögtli, 2008), les frais de transport relatifs aux résidus de récolte dans les régions peu peuplées de la Colombie-Britannique pourraient s'avérer élevés et possiblement réduire le taux d'émissions évitées. Des recherches plus poussées sur la modélisation spatiale explicite des endroits où se trouve de la biomasse et des voies de transport en Colombie-Britannique répondraient peut-être à cette question.

La deuxième hypothèse était d'analyser si le fait d'avoir une haute taxe carbone en Colombie-Britannique diminuerait le potentiel d'atténuation attendu de l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie, puisque l'intensité des émissions déplacées des carburants serait plus faible. Notre analyse démontre le bien-fondé de cette hypothèse, car la quantité d'émissions évitées était plus faible dans les scénarios sur la haute taxe carbone et celui sur la taxe carbone actuelle que dans l'analyse originale. Une baisse des émissions évitées a eu lieu dans toutes les UAF, en raison du changement du mélange de carburant pour produire de l'électricité, de l'arrivée des turbines à gaz à cycle combiné hautement efficaces et du captage et stockage du carbone provenant du charbon et du gaz naturel, ce qui a permis de réduire l'intensité des émissions de ces carburants. Il est intéressant de constater que dans English et autres, 2017, l'on déclare que même en adoptant une haute taxe carbone, le mélange de carburant pour produire de l'électricité en Colombie-Britannique en 2050, serait similaire même si la taxe carbone demeurait inchangée durant cette période. Cela a donné lieu à de semblables émissions évitées dans les deux scénarios de la présente analyse (figure 6). Même si les émissions évitées dans les scénarios sur la taxe carbone sont inférieures à celles de l'analyse originale, elles demeurent positives et démontrent que la production de bioénergie au moyen de résidus de récolte peut s'avérer un choix viable en Colombie-Britannique, même après l'adoption d'une haute taxe carbone ou le maintien de la taxe carbone actuelle. Certaines études laissent entendre qu'un programme de taxe carbone offrant des subventions pour construire des installations bioénergétiques pourrait s'avérer efficace, tant pour maintenir la bioénergie comme source d'énergie renouvelable que pour réduire les émissions (Wand et autres, 2012; Song et autres, 2015).

La troisième hypothèse était de vérifier si le fait de changer le futur choix potentiel de carburant par rapport au raffinage de la répartition spatiale des carburants, causerait davantage d'incertitude quant au potentiel d'atténuation qu'offre l'utilisation des résidus de récolte comme bioénergie. Nos résultats concordent avec cette hypothèse, puisqu'ils démontrent que, par comparaison à l'analyse originale, le scénario sur la haute taxe carbone influe davantage sur le potentiel d'atténuation.

5. Conclusions

Le raffinage de la répartition spatiale des carburants dans l'ensemble de la province a permis un plus haut potentiel d'atténuation, en raison de la plus forte demande provenant des installations industrielles dans les régions peu peuplées. L'adoption d'une haute taxe carbone a donné lieu à plus d'incertitude quant au potentiel d'atténuation et, de tous les scénarios, c'est celui sur la haute taxe carbone qui a eu le plus faible potentiel d'atténuation. En ce qui a trait à la future production d'énergie en Colombie-Britannique, il pourrait s'avérer important de développer et de mettre en œuvre de nouvelles technologies permettant de réduire les émissions de carbone émanant des combustibles fossiles et d'accroître l'efficacité énergétique au moyen de la bioénergie. La mise en place d'installations de cogénération pourrait favoriser davantage le potentiel d'atténuation dans les communautés où la demande thermique et électrique est plus forte. La symbiose industrielle pourrait être profitable aux régions où il y a une plus grande demande en énergie industrielle, grâce aux résidus de récolte locaux. Le recours aux résidus de récolte comme bioénergie en Colombie-Britannique peut potentiellement permettre d'atténuer les effets des changements climatiques dans le secteur forestier, grâce à la réduction des émissions de carbone, surtout lorsque l'on utilise les résidus de récolte pour répondre à la demande d'énergie des installations industrielles de la province.

Références bibliographiques

ALLAN, G., P. LECCA, P. MCGREGOR et K. SWALES (2014). « The Economic and Environmental Impact of a Carbon Tax for Scotland: A Computable General Equilibrium Analysis », Ecological Economics, vol. 100, avril, p. 40-50.

BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF ENVIRONMENT. Community Energy and Emissions Inventory Dataset, [En ligne], Climate Action Secretariat, Victoria (C.-B.), 2014. [https://catalogue.data.gov.bc.ca/dataset/consolidated-community-energy-and-emissions-inventory-reports/resource/513e7d6a-ad9d-4da6-938b-4206dc590ace]. (Consulté le 18 mai 2017).

CANADA. ENVIRONNEMENT CANADA. Le sixième rapport du Canada sur les changements climatiques, [En ligne], 2014, [https://ec.gc.ca/cc/16153A64-BDA4-4DBB-A514-B159C5149B55/6458_EC_ID1180-MainBook_Fr_final%20FINAL-s.pdf]. (Consulté le 18 mai 2017).

CANADA. ENVIRONNEMENT CANADA. Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre – Données sur les gaz à effet de serre des installations [En ligne], 2014, [http://ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/a8ba14b7-7f23-462a-bdbb-83b0ef629823]. (Consulté le 25 avril 2016).

CANADA. ENVIRONNEMENT CANADA. Déclaration des émissions de gaz à effet de serre : installations, [En ligne], 2015. [https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/declaration-installations.html]. (Consulté le 25 avril 2016).

CINTAS, O., G. BERNDES, A.L. COWIE, G. EGNELL, H. HOLMSTROM et G.I. AGREN (2015). « The climate effect of increased forest bioenergy use in Sweden: evaluation at different spatial and temporal scales », WIREs Energy Environment, vol. 5, juillet, p. 351-369.

CLEARY, J. et J.P. CASPERSEN (2015). « Comparing the life cycle impacts of using harvest residue as feedstock for small- and large-scale bioenergy systems (part I) », Energy, vol. 88, août, p. 917-926.

CREUTZIG, F., N.H. RAVINDRANATH, G. BERNDES, S. BOLWIG, R. BRIGHT, F. CHERUBINI et autres (2015). « Bioenergy and climate change mitigation: an assessment », GCB Bioenergy, vol. 7, nº 5, septembre, p. 916-944.

DANESTIG, M., A. GEBREMEHDIN et B. KARLSSON (2007). « Stockholm CHP potential: an opportunity for CO_2 reductions? », Energy Policy, vol. 35, nº 9, septembre, p. 4650-4660.

ENGLISH, J., T. NIET, B. LYSENG, K. PALMER-WILSON, V. KELLER, I. MOAZZEN, L. PITT, P. WILD et A. ROWE (2017). « Impact of electrical intertie capacity on carbon policy effectiveness », Energy Policy, vol. 101, février, p. 571-581.

GOUVERNEMENT DU CANADA. Présentation de la contribution prévue déterminée au niveau national du Canada devant la CCNUCC, [En ligne], 2015. [http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Canada/1/CPDN%20-%20Canada%20-%20Français.pdf.]. (Consulté le 18 mai 2017).

GUSTAVSSON, L., K. PINGOUD et R. SATHRE (2006). « Carbon dioxide balance of wood substitution: comparing concrete-and wood-framed buildings », Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, vol. 11, nº 3, mai, p. 667-691.

LASOCKI, T.J. (2001). « Climate change mitigation through forestry: theory and practice », Journal of Sustainable Forestry, vol. 14, nº 2-3, octobre, p. 147-166.

LEMPRIÈRE, T.C., P.Y. BERNIER, A.L. CARROLL, M.D. FLANNIGAN, R.P. GILSENAN, D.W. MCKENNEY, E.H. HOGG, J.H. PEDLAR et D. BLAIN (2008). L'importance d'adapter le secteur forestier aux changements climatiques, Ressources naturelles Canada, Service canadien des forêts, Centre de foresterie du Nord, Edmonton (Alb.), Rapport d'information NOR-X-416F, 88 p.

LOMBARDI, D.R., D. LYONS, H. SHI et A. AGARWAL (2012). « Industrial symbiosis », Journal of Industrial Ecology, vol. 16, nº 1, février, p. 2-7.

LYSENG, B., A. ROWE, P. WILD, J. ENGLISH, T. NIET et L. PITT (2016). « Decarbonising the Alberta power system with carbon pricing », Energy Strategy Reviews, vol. 10, mai, p. 40-52.

MADLENER, R. et S. VÖGTLI (2008). « Diffusion of bioenergy in urban areas: a socio-economic analysis of the Swiss wood-fired cogeneration plant in Basel », Biomass and Bioenergy, vol. 32, nº 9, septembre, p. 815-828.

MARTIN, M. et M. EKLUND (2011). « Improving the environmental performance of biofuels with industrial symbiosis », Biomass and Bioenergy, vol. 35, nº 5, mai, p. 1747-1755.

NABUURS, G.J., O. MASERA, K. ANDRASKO, P. BENITEZPONCE, R. BOER, M. DUTSCHKE, E. ELSIDDIG et autres (2007). Forestry. Dans Climate change 2007: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (éd.)], Cambridge (Royaume-Uni) et New York (New York, États-Unis), Cambridge University Press.

PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE. Greenhouse Gas Reduction Targets Act [SBC 2007], [En ligne], Victoria (C.B.), Queen's Printer, 2007, chapitre 42. [http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/00_07042_01]. (Consulté le 18 mai 2017).

PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE. Carbon Tax Act [SBC 2008], [En ligne], Victoria (C.B.), Queen's Printer, 2008, chapitre 40. [http://www.bclaws.ca/Recon/document/ID/freeside/00_08040_01]. (Consulté le 18 mai 2017).

R DEVELOPMENT CORE TEAM (2015). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienne (Autriche).

SCHLAMADINGER, B. et G. MARLAND (1996). « The role of forest and bioenergy strategies in the global carbon cycle », Biomass and Bioenergy, vol. 10, nº 5-6, p. 275-300.

SMYTH, C., W.A. KURZ, G.J. RAMPLEY, T.C. LEMPRIÈRE et O. SCHWAB (2017). « Climate change mitigation potential of local use of harvest residues for bioenergy in Canada », GCB Bioenergy, vol. 9, nº 4, avril, p. 817-832.

SMYTH, C.E., G.J. RAMPLEY, T.C. LEMPRIÈRE, O. SCHWAB et W.A. KURZ (2017). « Estimating product and energy substitution benefits in national-scale mitigation analyses for Canada », GCB Bioenergy, vol. 9, nº 6, juin, p. 1071-1084.

SMYTH, C.E., G. STINSON, E. NEILSON, T.C. LEMPRIÈRE, M. HAFER, G.J. RAMPLEY et W.A. Kurz (2014). « Quantifying the biophysical climate change mitigation potential of Canada's forest sector », Biogeosciences, vol. 11, juillet, p. 3515-3529.

SONG, J., W. YANG, Y. HIGANO et X.E. WANG (2015). « Modeling the development and utilization of bioenergy and exploring the environmental economic benefits », Energy Conversion and Management, vol. 103, octobre, p. 836-846.

STENNES, B., K. NIQUIDET et G.C. VAN KOOTEN (2010). « Implications of expanding bioenergy production from wood in British Columbia: an application of a regional wood fibre allocation model », Forest Science, vol. 56, nº 4, août, p. 366-378.

TIMILSINA, G.R., S. CSORDAS et S. MEVEL (2011). « When does a carbon tax on fossil fuels stimulate biofuels? », Ecological Economica, vol. 70, nº 12, octobre, p. 2400-2415.

WANG, S., F. XU, N. XIANG, T. MIZUNOYA, H. YABAR, Y. HIGANO et R. ZHANG (2013). « A simulation analysis of the introduction of an environmental tax to develop biomass power technology in China », Journal of Sustainable Development, vol. 6, nº 1, janvier, p. 19.

WERNER, F., R. TAVERNA, P. HOFER, E. THURIG et E. KAUFMANN (2010). « National and global greenhouse gas dynamics of different forest management and wood use scenarios: a model-based assessment », Environmental Science and Policy, vol. 13, nº 1, février, p. 72-85.